

Розробка математичної моделі розподілу витрат на технічне обслуговування та ремонт електрообладнання

Є. І. Бардик, Ю. В. Безбереж'єв, М. П. Болотний

Дослідження присвячене розробці моделі розподілу витрат на технічне обслуговування, ремонт та заміну електрообладнання при прийнятті рішень щодо управління режимом електроенергетичної системи. Зниження надійності функціонування ЕЕС, спричинене об'єктивно існуючим старінням парку електрообладнання, потребує врахування значущості електрообладнання при плануванні його технічного обслуговування та ремонту. Для цієї мети пропонується використовувати теорію нечітких множин, метод парних порівнянь Сааті, метод булевого програмування. Результатом рішення оптимізаційної задачі багатокритеріального аналізу є вектор найкращих альтернатив, побудований за принципом домінантності. Розроблений алгоритм комплексного моделювання технічного стану і режиму ЕЕС, розподілу інвестиційних витрат на технічне обслуговування та ремонт для прийняття рішень щодо визначення пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання дозволяє ефективно приймати рішення. Результати імовірнісно-статистичного моделювання режиму ЕЕС з використанням методу Монте-Карло дозволяють врахувати імовірнісний характер виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС під час визначення її найбільш слабких елементів, які потребують першочергової заміни. Перевагою запропонованого підходу є врахування технічного стану електрообладнання для оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС. Порівняльний аналіз результатів ранжування електрообладнання на основі оцінок значущості електрообладнання та ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС підтвердив високу ефективність використання при розв'язанні задач превентивного управління і планування режимів ЕЕС. Розроблена модель буде використана для подальшого дослідження і розробки алгоритму прийняття ефективних рішень щодо превентивного управління режимом ЕЕС. Отримані результати комплексного моделювання режиму ЕЕС і розподілу витрат на проведення технічного обслуговування та ремонту дають підстави стверджувати щодо можливості впровадження в складі комплексу програм аналізу ризиків експлуатації в електроенергетичній системі для енергокомпаній.

Ключові слова: метод Сааті, ризик-менеджмент, імовірність відмови, технічне обслуговування і ремонт

1. Вступ

Аналіз сучасного стану і шляхів подальшого розвитку електроенергетики показує, що її реформування здійснюється в умовах низки протиріч між економічними відносинами та надійністю роботи ЕЕС [1].

Намагання власників електротехнічних компаній максимально використати наявний ресурс електрообладнання вступає в протиріччя з необхідністю забезпечення його надійної роботи і зведення до мінімуму кількості аварійних ситуацій внаслідок відмов електрообладнання.

Зростання інтенсивності технологічних порушень і важкості наслідків від них пов'язано зі старінням основних фондів і вичерпанням ресурсу електрообладнання, несприятливими змінами кліматичних умов в зовнішньому середовищі, причинами організаційного характеру, що потребує проведення відповідного комплексу заходів [2].

Одним із шляхів підвищення надійності електропостачання є створення комплексних експертних систем управління виробничими фондами, і підтримки прийняття рішень, оцінки ризику зниження надійності електропостачання споживачів при технологічних відмовах електрообладнання [3]. Суттєвого значення при вирішенні цих задач набувають питання розподілу витрат на технічне обслуговування, ремонт та заміну застарілого електрообладнання.

Вирішення задачі підвищення ефективності і зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт (ТОіР), а також заміну електрообладнання може здійснюватися в два етапи. На першому етапі обґрунтовано виконується рознесення витрат по одиницям і групам електрообладнання з урахуванням комплексу експлуатаційних факторів, зокрема ризику виникнення аварійної ситуації. Даний підхід забезпечує раціональний розподіл коштів в межах виділеного ремонтно-експлуатаційного фонду. Але не містить механізму, який стимулює енергокомпанії до економії коштів. Другий етап вирішення задачі передбачає обґрунтований вибір стратегії ТОіР електрообладнання шляхом аналізу і порівняння розглянутих варіантів за декількома критеріями ефективності.

Відсутність методичного підходу до аналізу фактичного підходу витрат енергокомпанії не дозволяє оцінити ефективність прийнятої стратегії управління обслуговуванням обладнання та розробити способи її корегування [4].

В зв'язку з цим, розробка нових моделей оцінки технічного стану (ТС) електрообладнання, управління технічним обслуговуванням і ремонтом, аналізу ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при плановому та аварійному виведенні з експлуатації є актуальною задачею.

2. Аналіз літературних джерел та постановка проблеми

Об'єктивно існуюче значне зношення електрообладнання призводить до підвищення аварійності та збільшення витрат за рік на ТОіР. Низький рівень інвестицій на модернізацію мереж і електростанцій, а також обмеженість коштів, змушує керівництво енергокомпаній до пошуку внутрішніх резервів економії витрат на підтримку працездатності обладнання. Це потребує вибір раціональної стратегії обслуговування і ефективного цільового використання виділених коштів з урахуванням наслідків можливих обмежень при управлінні режимом ЕЕС [5]. Наразі існує низка робіт, присвячених питанням оптимального розподілу і управління активами в ЕЕС. Моделювання режимів ЕЕС для визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних

ситуацій при відмовах електрообладнання розглянуто в [6]. Але питання пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання на основі оцінки технічного стану і аналізу режимів ЕЕС в достатній мірі не розглядалися.

В [7] представленні результати дослідження підходу для прийняття обґрунтованих рішень для забезпечення надійної роботи ЕЕС. Але необхідно враховувати випадковість відмови електрообладнання, стохастичний характер режиму ЕЕС, можливий сценарій розвитку аварійної ситуації, економічні і екологічні наслідки, неповноту і нечіткість інформації.

Інтегральним показником функціонування підсистеми ЕЕС, який комплексно враховує вищезазначені фактори і найбільш повно та достатньо характеризує технічний стан електрообладнання і режим підсистеми ЕЕС, є ризик [8]. Найбільш прийнятним і ефективним методом оцінки імовірнісної складової ризику для електроенергетичних систем, зокрема, особливістю яких є багатоеlementність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання, є використання методів статистичного моделювання [9].

В [10] наведено результати оцінки технічного стану електрообладнання ЕЕС та його застосування в математичних моделях відмов для вирішення задач визначення надійності підсистем ЕЕС. Але не розглянуто питання оцінки режимної надійності при відмовах електрообладнання та не дається оцінка можливих збитків. Крім того кількісно не визначено рівень значущості електрообладнання з точки зору пріоритету виводу в ремонт або його заміни.

В [11] представлено комплексний підхід до управління активами підсистем ЕЕС з мінімізацією сумарних витрат на експлуатацію, ТОіР. Але не розглянуто питання врахування неповноти статистичної інформації про відмови, нечіткості вихідної інформації щодо параметрів технічного стану електрообладнання. Крім того залишається відкритим питання оптимізації заміни окремих одиниць та груп електрообладнання в умовах обмежених інвестиційних витрат.

Найбільш перспективним напрямком щодо оптимізації витрат на ТОіР електрообладнання є підхід, який дає можливість визначати технічний стан, імовірність відмови на інтервалі часу спостереження, кількісні характеристики значущості з урахуванням найбільш важливих експлуатаційних факторів, впливу виведення з експлуатації та заміни електрообладнання на режимну надійність ЕЕС. Це потребує розробки методології оптимального розподілу коштів між групами однотипного електрообладнання енергокомпанії з урахуванням найбільш важливих експлуатаційних факторів. Вирішення цієї задачі можливо шляхом комплексного моделювання ЕЕС.

3. Ціль та задачі дослідження

Метою даного дослідження є розробка моделі та алгоритму прийняття рішень щодо оптимізації витрат на проведення технічного обслуговування, ремонту та заміну електрообладнання.

Для досягнення поставленої мети вирішувались наступні задачі:

- розробити математичну модель агрегованої оцінки ступеню значущості груп електрообладнання в частині розподілу витрат на ТОіР;

– розробити математичну модель і алгоритм оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування, ремонт і заміну електрообладнання енергокомпаній;

– провести комплексне моделювання ТС електрообладнання і режимів ЕЕС для прийняття рішень щодо оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування, ремонт і заміну електрообладнання енергокомпаній.

4. Матеріали та методи розробки моделі щодо оптимального розподілу витрат на ТОіР

4. 1. Експериментальні дані дослідження

Дослідження проводилось з використанням статистичної інформації про відмови силового та комутаційного електрообладнання, які реєструвались в енергосистемі України, а також реальних даних щодо вартості виробничих фондів і рівня завантаженості об'єктів енергокомпанії.

4. 2. Математична модель агрегованої оцінки ступеню значущості груп електрообладнання і розподілу витрат на ТОіР

Задача розподілу інвестицій між окремими групами електрообладнання енергокомпанії, як зазначалось, відноситься до класу задач прийняття оптимальних рішень в умовах наявності декількох критеріїв і невизначеності.

Вибір оптимального варіанта із допустимих рішень чи упорядкування множини рішень можливий за умови наявності адекватної моделі оцінки технічного стану електрообладнання, обґрунтування моделі прийняття і оцінки прийнятого рішення [12].

Наразі накоплено достатньо велика кількість методів формалізації постановки цілі і прийняття рішення з урахуванням невизначеності [13].

Нехай задана функція сумарних витрат енергокомпанії від низки факторів f_j , $j = \overline{1, N_f}$, де N_f – число експлуатаційних факторів.

Рівень витрат на ТОіР електрообладнання доцільно визначати з використанням відповідних коефіцієнтів частинної участі.

Нормований коефіцієнт частинної участі електрообладнання у формуванні витрат на підтримку його в працездатному стані для i -ї групи електрообладнання визначається

$$k_{i,j}^g(f_j) = \sum_{i=1}^{L_j} k_{i,j}(f_j), \quad (1)$$

де L_j – кількість об'єктів в j -й групі електрообладнання; $k_{i,j}(f_j)$ – нормований коефіцієнт частинної участі для i -ї одиниці електрообладнання у формуванні витрат на підтримку його в працездатному стані.

Експертний аналіз показав, що найбільш важливими факторами впливу на кількісні характеристики витрат на ТОіР і заміну є наведені нижче.

1. Вартість виробничих фондів електрообладнання в грошовому еквіваленті V . Даний фактор характеризує об'єкт з точки зору складності і трудомісткості експлуатації.

Коефіцієнт розподілу за об'ємом виробничих фондів по групах і об'єктам

$$k_{Fj}^g = \frac{V_j^g}{\sum_{j=1}^N V_j^g}, \quad k_{Fi,j}^g = \frac{V_{ij}^g}{\sum_{j=1}^N V_j^g}, \quad (2)$$

де V_j^g , V_{ij}^g , $\sum_{j=1}^N V_j^g$ – об'єм виробничих фондів по i -й одиниці електрообладнання, j -й групі електрообладнання та вцілому по всім енергооб'єктам енергокомпанії відповідно; N – кількість груп електрообладнання.

2. Завантаження об'єкта E електроенергією на протязі року, кВт·год. Даний фактор характеризує затребуваність i -го об'єкта в процесі передачі і розподілу електроенергії по електричним мережам різного класу напруги за розрахунковий рік. Крім того, цей фактор опосередковано характеризує інтенсивність зношення електрообладнання.

Коефіцієнт розподілу за завантаженням по групах і об'єктам

$$k_{Lj}^g = \frac{\sum_{j=1}^{L_f} E_{ij}}{\sum_{j=1}^N E_j}, \quad k_{Lij} = \frac{E_{ij}}{\sum_{j=1}^N E_j}, \quad (3)$$

де E_{ij} , $\sum_{j=1}^N E_j$ – завантаження електроенергією i -й одиниці j -ї групи електрообладнання та вцілому по всіх енергооб'єктах енергокомпанії відповідно.

3. Імовірність відмови Δp об'єкта на інтервалі часу спостереження, який є його показником надійності та дозволяє опосередковано врахувати якість ремонтно-експлуатаційного обслуговування.

Коефіцієнт розподілу за імовірністю відмови на інтервалі часу спостереження по окремому електрообладнанню та групам електрообладнання

$$k_{EMj}^g = \frac{\sum_{j=1}^{L_f} k_{EMij}}{\sum_{j=1}^N \Delta p_j^g}, \quad k_{EMij} = \frac{\Delta p_{ij}}{\sum_{j=1}^N \Delta p_j^g}, \quad (4)$$

де Δp_{ij} , $\sum_{j=1}^N \Delta p_j^g$ – відношення коефіцієнтів частинного внеску в імовірність відмови на інтервалі часу спостереження по i -й одиниці та j -й групі

електрообладнання та вцілому по всіх енергооб'єктах енергокомпанії відповідно.

4. Технічний ризик виникнення аварійної ситуації при відмові, виведенні в ремонт, заміні конкретної одиниці електрообладнання або одиниці з групи електрообладнання. Даний фактор характеризує коефіцієнти дольової участі електрообладнання, груп електрообладнання у формуванні витрат на підтримку його в працездатному стані та заміну.

Необхідно розподілити оптимально кошти на технічне обслуговування і ремонт та інвестиційні кошти на заміну обладнання між групами електрообладнання.

Для прийняття рішень щодо оптимального розподілу коштів на ТОіР або заміну електрообладнання необхідна кількісна оцінка ступеню значущості електрообладнання у формуванні витрат з урахуванням найбільш важливих експлуатаційних факторів.

Оскільки вибір оптимального варіанту розподілу витрат на ТОіР та інвестицій на оновлення пов'язаний з наявністю різного роду невизначеностей параметрів оцінок варіантів прийняття рішення, недостатньою обґрунтованістю міркувань осіб, що приймають рішення, то для оцінки невизначеностей найбільш ефективним є використання теорії нечітких множин [14].

Для знаходження узагальнених агрегованих оцінок ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання з урахуванням основних експлуатаційних факторів та об'єктивно існуючих невизначеностей ефективним є використання системи нечіткого логічного висновку, перш за все, для визначення оцінок груп електрообладнання $A = \{A_i\}$.

Вхідними параметрами системи нечіткого логічного висновку є лінгвістичні змінні C_i ($i=1,4$), які відповідають наступним критеріям та мають відповідні терм-множини:

– вартість виробничих фондів групи електрообладнання

$$C_1 = \{T_H^1, T_C^1, T_B^1\},$$

– завантаження електроенергією групи електрообладнання

$$C_2 = \{T_H^2, T_C^2, T_B^2\},$$

– імовірністю відмови на інтервалі часу спостереження групи електрообладнання

$$C_3 = \{T_H^3, T_C^3, T_B^3\},$$

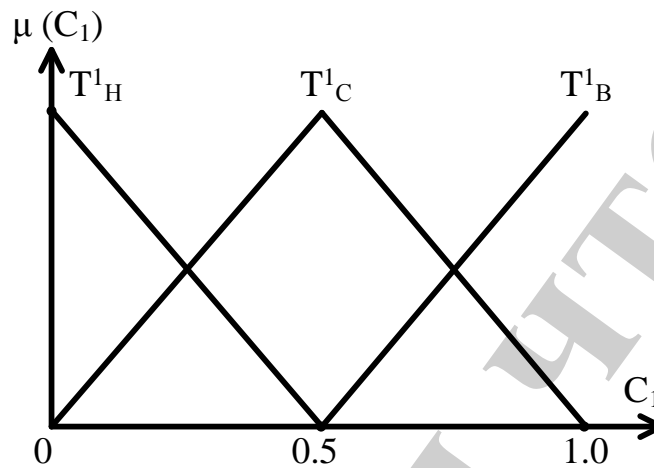
– технічний ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС

$$C_4 = \{T_H^4, T_C^4, T_B^4\},$$

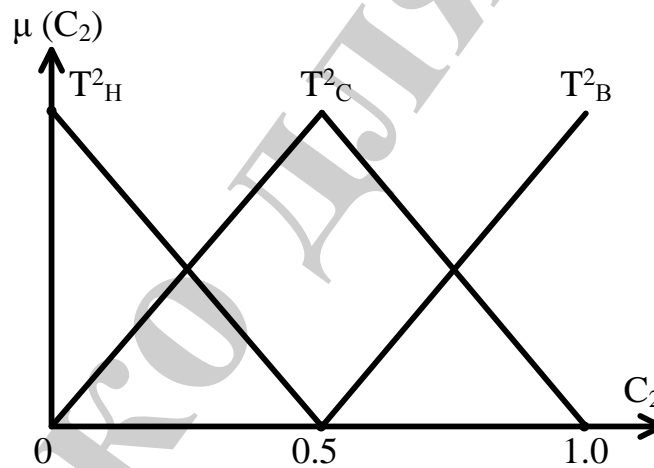
де T_H^i , T_C^i , T_B^i – "низьке", "середнє", "високе" значення i -го параметра.

Всі входи системи нечіткого логічного висновку мають 3 функції належності, базові форми і параметри яких представлені на рис. 1 відповідно.

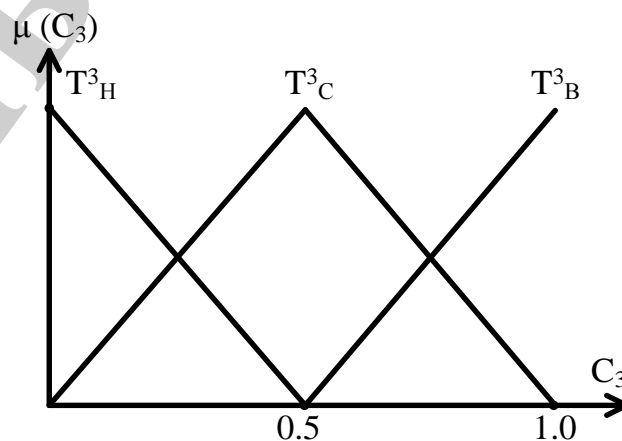
Для врахування об'єктивно існуючої толерантності розпізнаваного класу до змінення ступеню значущості груп електрообладнання у визначеному діапазоні (наприклад, від $[0...1]$ для C_1), використанні трикутні функції належності.



a



б



в

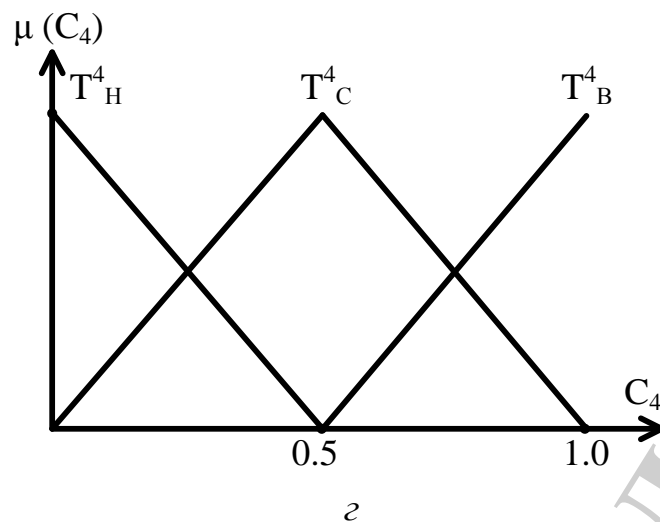


Рис. 1. Функції належності терм-множин: a – вхідна змінна C_1 ; b – вхідна змінна C_2 ; v – вхідна змінна C_3 ; z – вхідна змінна C_4

Ці дані надсилаються системі нечіткого логічного висновку для отримання результату. Для цього використано систему нечітких висновків типу Мамдані.

Вихідною лінгвістичною змінною системи нечіткого логічного висновку типу Мамдані є оцінка ступеню значущості групи електрообладнання A_i з наступними терм-множинами:

$$A_i = \{T_H, T_C, T_B\},$$

де T_H , T_C , T_B – "низьке", "середнє", "високе" значення параметра.

Вихідна лінгвістична змінна системи нечіткого логічного висновку має функцію належності, базова форма і параметри якої представлені на рис. 2.

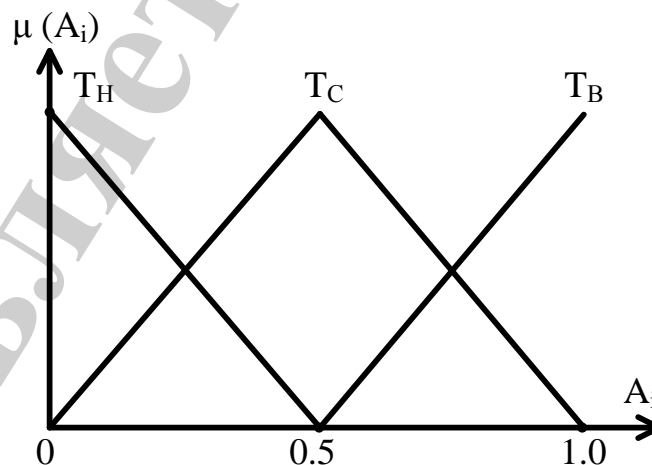


Рис. 2. Функції належності терм-множин вихідної лінгвістичної змінної A_i

В табл. 1 представлено сформовані 81 правил нечітких висновків для вихідної множини A_i .

Таблиця 1
Схематичні коди нечіткої системи

№ п/п	Вхідні лінгвістичні змінні				Вихідна лінгвістична змінна
	C_1	C_2	C_3	C_4	A_i
1	T_H^1	T_H^2	T_H^3	T_H^4	T_H
2	T_H^1	T_H^2	T_H^3	T_H^4	T_C
3	T_H^1	T_H^2	T_H^3	T_H^4	T_B
...
81	T_B^1	T_B^2	T_B^3	T_B^4	T_B

Представлена вище база правил в системі нечіткого логічного висновку є базовою і єдиною для визначення агрегованих оцінок кожної із груп електрообладнання.

Важливою задачею також є визначення ваги критеріїв і врахування їх при визначенні оцінок A_i і розподілу витрат на ТОіР одиниць та груп електрообладнання. Вагові коефіцієнти визначаються на основі використання методу Сааті та системи переваг Фішберна.

4.3. Модель оптимального розподілу витрат на ТОіР електрообладнання на основі булевого програмування

Нехай задана множина групи електрообладнання енергокомпанії $X=\{x_i\}$, $i=\overline{1,n}$ та множина агрегованих оцінок групи електрообладнання енергокомпанії $A=\{A_i\}$, $i=\overline{1,n}$. Відомі вартості виділених інвестиційних вкладень на фінансування проведення ТОіР електрообладнання енергокомпанії B_{TOiP} і заміну електрообладнання B_{inv} . Також відомо обсяг інвестицій на оновлення окремих груп електрообладнання енергокомпанії B_i^{inv} , $i=\overline{1,n}$.

Необхідно оптимально розподілити фінансові ресурси між групами електрообладнання, щоб максимізувати корисність реалізації розподілу з урахуванням важливості вище визначених критеріїв.

Задача розподілу фінансування виділених коштів енергокомпанії на ТОіР B_{TOiP} вирішується шляхом їх розподілення між групами електрообладнання пропорційно нормованим значенням показників агрегованої оцінки значущості $A=\{A_i\}$. Задачу розподілу інвестицій між групами на заміну обладнання B_{inv} з метою максимізації результату сформулюємо як задачу булевого програмування. Кожному елементу множини груп електрообладнання $X=\{x_i\}$

присвоїмо значення 1 або 0 в залежності виділяються інвестиційні кошти B_{inv} чи не виділяються

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{якщо кошти виділяються для групи } x_i \text{ } B_{inv}, \\ 0, & \text{якщо кошти не виділяються для групи } x_i \text{ } B_{inv}. \end{cases}$$

Задача булевого програмування формується так

$$\sum_{i=1}^n A_i \cdot x_i \rightarrow \max,$$

при обмеженнях

$$\sum_{i=1}^n B_i^{inv} \leq B_i, \quad x_i \in \{A_i\}.$$

При відпрацюванні циклів нечіткого логічного висновку необхідно для кожної групи електрообладнання визначити окремо вагові коефіцієнти W_{jt} , $j = \overline{1, n}$ критеріїв C_t , $t = \overline{1, 4}$ на основі методу парних порівнянь Сааті [15] або системи переваг Фішберна. При цьому важливо врахувати важливість критеріїв в самих правилах нечіткого логічного висновку.

Опорна база правил в застосованій системі нечіткого логічного висновку є однаковою для кожної з груп обладнання, причому важливість (а відповідно і вагові коефіцієнти) покладаються однаковими. Далі виконується корегування процесу нечіткого логічного висновку з урахуванням інвестиційних значень вагових коефіцієнтів критеріїв. Вагові коефіцієнти повинні бути нормованими.

Встановленні вище критерії за якими необхідно розподілити кошти на ТОіР або інвестиційні витрати на модернізацію електрообладнання мають різні рівні значущості і які не є однаковими для всіх груп обладнання. Тому необхідно проранжувати дані критерії експертним шляхом для кожної групи обладнання та визначити відповідні вагові коефіцієнти W_{jt} i -ї групи електрообладнання. Найбільш прийнятним підходом є метод попарного порівняння. об'єктів широко використовується в різних методах експертного оцінювання.

4. 4. Моделювання режимів ЕЕС для оцінки розподілу витрат на ТОіР

В рамках даної статті розглядається вплив випадкової зміни топології електричної мережі, пов'язаної з плановим або аварійним виводом з експлуатації електрообладнання та групи електрообладнання, на ризики виникнення аварійної ситуації при відмовах електрообладнання, зокрема визначення технічного ризику порушення динамічної стійкості. Математична модель і алгоритм оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання докладно описані в [16].

На рис. 3 представлений розроблений алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для оцінки розподілу витрат на ТОіР електрообладнання або групи електрообладнання, який відрізняється тим, що враховує оцінку ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах електрообладнання для ранжування парку електрообладнання, що потребує виведення з експлуатації.

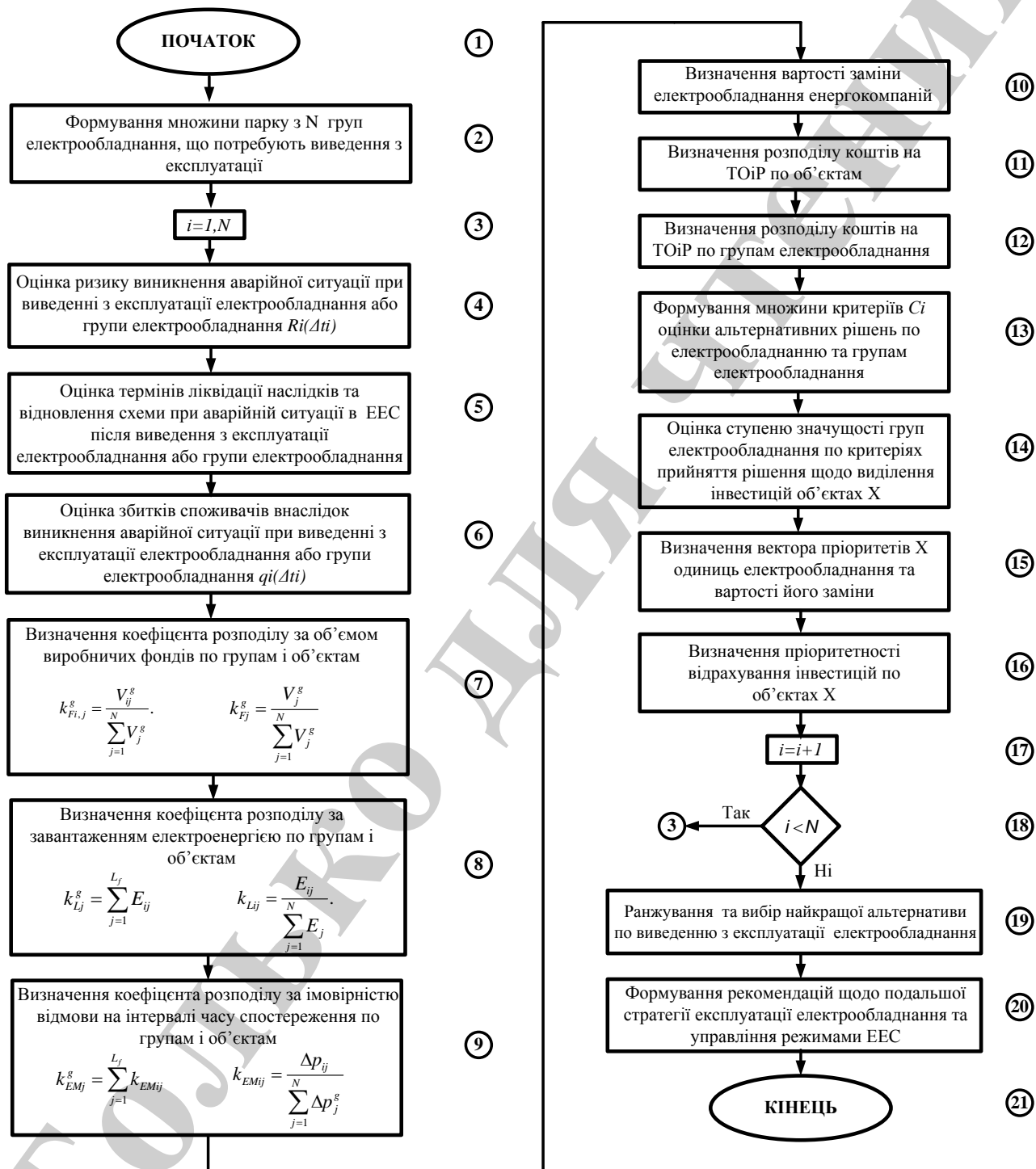


Рис. 3. Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для оцінки розподілу витрат на ТОіР електрообладнання або групи електрообладнання

Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС використано розроблені математичне і програмне забезпечення RISK-СТ, RISK-ЕЕС. За допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності елементів і змінням навантаження на розрахунковому інтервалі часу спостереження.

5. Результати дослідження прийняття рішень щодо оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування та ремонт електрообладнання енергокомпаній

Для визначення кількісних показників ризику відмов окремих елементів та порушення нормального режиму ЕЕС розглядалась еквівалентна тестова схема (рис. 4) електричних з'єднань електричної мережі ОЕС України напругою 35–750 кВ, що містить ТЕЦ № 1 потужністю 210 МВт, ТЕЦ № 2 потужністю 500 МВт, ТЕЦ №3 потужністю 250 МВт, ТЕЦ №4 потужністю 700 МВт, ТЕС № 1 потужністю 1800 МВт, ГЕС № 1 потужністю 444 МВт. Представлена тестова схема моделі ЕЕС є складнозамкненою, має обмежену пропускну здатність ліній електропередач та спроектована для роботи при централізованому електропостачанні, що відповідає особливостям електричних мереж України.

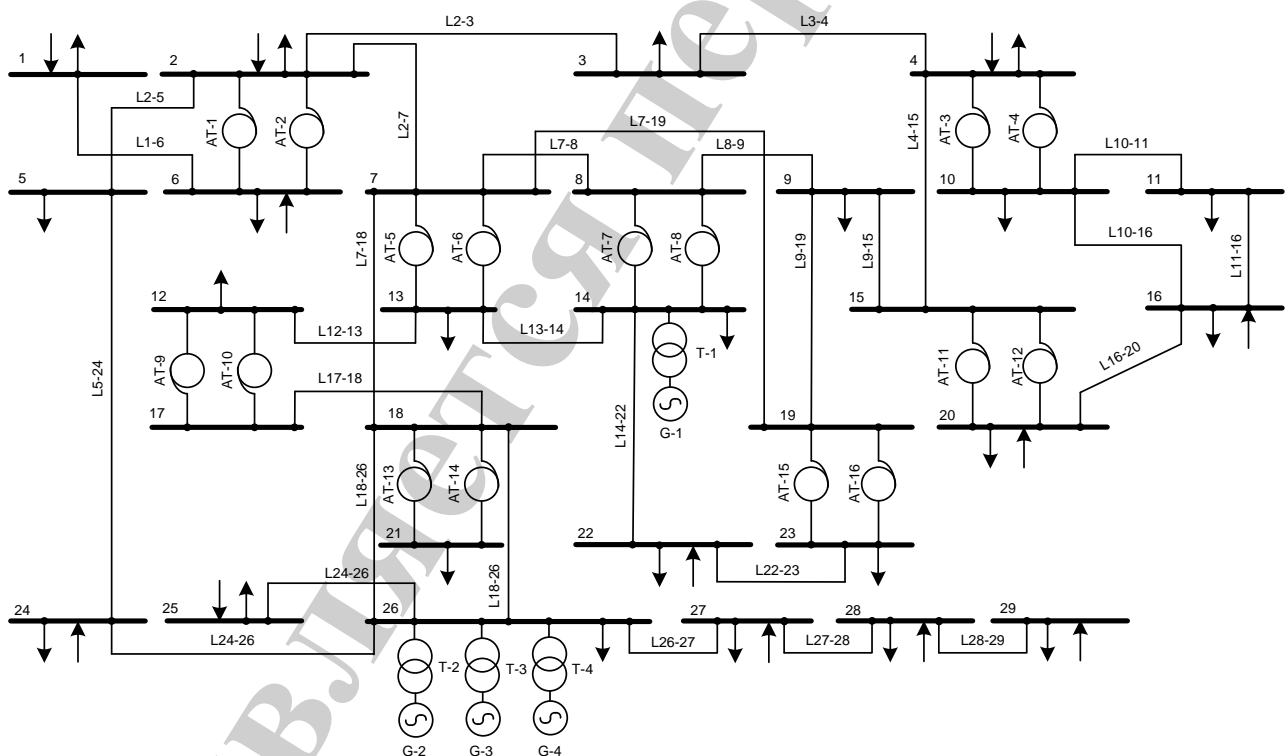


Рис. 4. Розрахункова схема тестової моделі ЕЕС

В табл. 2 представлені результати серії розрахунків параметрів післяаварійних усталених режимів тестової моделі ЕЕС.

Таблиця 2

Моніторинг порушень рівнів напруги в контрольних точках та струмових навантажень електрообладнання ЕЕС

№ експ.	Порушення статичної стійкості напруги у вузлах схеми ЕЕС	Термічні перевантаження електрообладнання ЕЕС
1	відсутні	ПС-330/110 кВ № 18: АТ-1 103 % $I_{ном}$ АТ-2 103 % $I_{ном}$
2	Відхилення напруги на 110.26 % $U_{ном}$ у вузлі 110 кВ № 20	відсутні
3	відсутні	відсутні
...
7	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-2 138 % $I_{ном}$
8	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-1 139 % $I_{ном}$
...
24	Порушення статичної стійкості по напрузі у вузлі 110 кВ № 3	відсутні
...
30	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-2 129 % $I_{ном}$
...
40	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-1 131 % $I_{ном}$
...
46	Порушення статичної стійкості по напрузі у вузлі 110 кВ № 3	відсутні
47	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-2 128 % $I_{ном}$
48	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-2 144 % $I_{ном}$
49	Відхилення напруги на 111.4% $U_{ном}$ у вузлі 110 кВ № 20	відсутні
50	відсутні	відсутні
51	відсутні	ПС-330/110 кВ № 18: АТ-1 135 % $I_{ном}$
...
58	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-1 142 % $I_{ном}$
59	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24:

		АТ-2 128% $I_{ном}$
...
65	відсутні	ПС-330/110 кВ № 9: АТ-2 124 % $I_{ном}$
...
94	відсутні	ПС-330/110 кВ № 24: АТ-2 132 % $I_{ном}$
95	відсутні	ПС-330/110 кВ № 9: АТ-1 123 % $I_{ном}$
...
1000	відсутні	відсутні

Результати табл. 2 вказують можливі наслідки при плануванні проведення технічного обслуговування та ремонту електрообладнання на заданому інтервалі часу спостереження [17].

Проведений аналіз ймовірних відхилень напруги в контрольних точках та струмового перевантаження елементів підсистеми ЕЕС було використано при моделюванні за методом Монте-Карло [18], результати якого зведені в табл. 3.

Таблиця 3

Результати моделювання визначення ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС з тепловими електростанціями на інтервалі часу спостереження $\Delta t=12$ міс.

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки	Рік введення	Рік початку спостереження	Ризик виникнення аварійних ситуацій		
					R_B	R_P	R
1	28–29	L1	1960	2010	0.01	0	0.01
		B2	1960	2010			
		B3	1960	2010			
2	15–20	АТ4	1977	2010	0.04	0	0.04
		B5	1982	2010			
		B6	1982	2010			
3	15–20	АТ7	1982	2010	0.03	0	0.03
		B8	1982	2010			
		B9	1982	2010			
...
11	18–21	АТ31	1983	2010	0.01	0.01	0.02
		B32	1983	2010			

		B33	1983	2010			
12	18–21	AT34	1984	2010	0.01	0.01	0.02
		B35	1984	2010			
		B36	1984	2010			
...
63	24	AT187	1985	2010	0.03	0.06	0.09
		B188	1985	2010			
		B189	1985	2010			

Аналізуючи результати моделювання визначення ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС можна виділити найбільш ймовірні сценарії розвитку порушення стійкості паралельної синхронної роботи ЕЕС та заздалегідь передбачити превентивні заходи [18].

На основі результатів проведеної чергової технічної діагностики електрообладнання було сформувано множину парку електрообладнання, що потребує виведення з експлуатації з метою технічного обслуговування або заміни.

Визначення розподілу витрат на ТОіР по групам і одиницям обладнання виконується за наступними критеріями:

- вартість виробничих фондів;
- завантаження об'єкта електроенергією;
- імовірність відмови на інтервалі часу спостереження.

У склад даної енергокомпанії входить шість груп енергооб'єктів: ПС-35 кВ, ПС-110 кВ, ПЛ-35 кВ, ПЛ-110 кВ, КЛ-35 кВ, КЛ-110 кВ.

В свою чергу, кожна з груп у своєму складі має наступну кількість енергооб'єктів: ПС-35 кВ – 9 підстанцій напругою 35 кВ; ПС-110 кВ – 24 підстанції 110 кВ; ПЛ-35 кВ – 6 повітряних ліній 35 кВ; ПЛ-110 кВ – 30 повітряних ліній 110 кВ; КЛ-35 кВ – 28 кабельних ліній 35 кВ; КЛ-110 кВ – 8 кабельних ліній 110 кВ. Загальна кількість об'єктів, що знаходяться на балансі енергокомпанії 105 одиниць, параметри яких представлені в табл. 4, 5.

Таблиця 4
Вихідні параметри ЛЕП

№ п/п	Найменування ЛЕП	Тип ЛЕП	Клас напруги, кВ	Довжина, км	Рік введення в експлуатацію	Розмір фонду, у. о.	Пропуск електроенергії, МВт/рік
1	ПС14-ПС27	ПЛ	35	1.24	2001	894805.2	7008
2	ПС22-ПС28	ПЛ	35	1.3	1970	623225.9	23652
3	ПС37-ПС34	ПЛ	35	5.06	1958	865922.7	7008
...
72	ПС37-ПС15	КЛ	110	2.188	1977	25520830	35040

Таблиця 5
Вихідні параметри підстанцій

№ п/п	Найменування підстанції	Клас напруги, кВ	Номінальна потужність, МВА	Рік введення в експлуатаці ю	Розмір фонду, у. о.	Пропуск електрое нергії, МВт/рік
1	ПС27	35	2х10	1994	3439251	3504
2	ПС28	35	2х25	2013	8523043	24528
3	ПС29	35	2х25	1982	6113128	35916
...
33	ПС38	110	1х63	1984	8870000	56064

Визначення коефіцієнтів розподілу за об'ємом виробничих фондів по групам електрообладнання

$$\begin{bmatrix} k_F^{\text{ПЛ}35\text{кВ}} \\ k_F^{\text{ПЛ}110\text{кВ}} \\ k_F^{\text{КЛ}35\text{кВ}} \\ k_F^{\text{КЛ}110\text{кВ}} \\ k_F^{\text{ПС}35\text{кВ}} \\ k_F^{\text{ПС}110\text{кВ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1^{\text{ПЛ}35\text{кВ}} \\ V_2^{\text{ПЛ}110\text{кВ}} \\ V_3^{\text{КЛ}35\text{кВ}} \\ V_4^{\text{КЛ}110\text{кВ}} \\ V_5^{\text{ПС}35\text{кВ}} \\ V_6^{\text{ПС}110\text{кВ}} \end{bmatrix} \times \left[\sum_{i=1}^N V_i^g \right]^{-1} = \begin{bmatrix} 5878401 \\ 197062234 \\ 343812154 \\ 60498561 \\ 299918213 \\ 43714294 \end{bmatrix} \times [950883857]^{-1} = \begin{bmatrix} 0.006 \\ 0.207 \\ 0.362 \\ 0.064 \\ 0.315 \\ 0.046 \end{bmatrix}.$$

Визначення коефіцієнтів розподілу за завантаженням електроенергією по групам електрообладнання

$$\begin{bmatrix} k_L^{\text{ПЛ}35\text{кВ}} \\ k_L^{\text{ПЛ}110\text{кВ}} \\ k_L^{\text{КЛ}35\text{кВ}} \\ k_L^{\text{КЛ}110\text{кВ}} \\ k_L^{\text{ПС}35\text{кВ}} \\ k_L^{\text{ПС}110\text{кВ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1^{\text{ПЛ}35\text{кВ}} \\ E_2^{\text{ПЛ}110\text{кВ}} \\ E_3^{\text{КЛ}35\text{кВ}} \\ E_4^{\text{КЛ}110\text{кВ}} \\ E_5^{\text{ПС}35\text{кВ}} \\ E_6^{\text{ПС}110\text{кВ}} \end{bmatrix} \times \left[\sum_{i=1}^N E_i^g \right]^{-1} = \begin{bmatrix} 56940 \\ 706932 \\ 378432 \\ 189216 \\ 176076 \\ 1162452 \end{bmatrix} \times [2670048]^{-1} = \begin{bmatrix} 0.021 \\ 0.265 \\ 0.142 \\ 0.071 \\ 0.066 \\ 0.435 \end{bmatrix}.$$

Визначення коефіцієнтів розподілу за імовірністю відмови на інтервалі часу спостереження по групам електрообладнання

$$\begin{bmatrix} k_{EM}^{ПЛ35кВ} \\ k_{EM}^{ПЛ110кВ} \\ k_{EM}^{КЛ35кВ} \\ k_{EM}^{КЛ110кВ} \\ k_{EM}^{ПС35кВ} \\ k_{EM}^{ПС110кВ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_1^{ПЛ35кВ} \\ \Delta p_2^{ПЛ110кВ} \\ \Delta p_3^{КЛ35кВ} \\ \Delta p_4^{КЛ110кВ} \\ \Delta p_5^{ПС35кВ} \\ \Delta p_6^{ПС110кВ} \end{bmatrix} \times \left[\sum_{i=1}^N \Delta p_i^g \right]^{-1} = \begin{bmatrix} 0.0697674 \\ 0.2986919 \\ 1.0 \\ 0.2093023 \\ 0.0004845 \\ 0.0004845 \end{bmatrix} \times [1.579]^{-1} = \begin{bmatrix} 0.0441921 \\ 0.1891975 \\ 0.6334203 \\ 0.1325763 \\ 0.0003069 \\ 0.0003069 \end{bmatrix}.$$

За принципом домінантності максимальне значення коефіцієнту імовірністю відмови на інтервалі часу спостереження групи електрообладнання

$$k_{EM}^{\max} = k_{EM}^{КЛ35кВ} = 0.63342.$$

В табл. 6 представлені результати коефіцієнтів розподілу витрат ТОіР по групам електрообладнання.

Таблиця 6

Визначення коефіцієнтів розподілу витрат ТОіР по групам електрообладнання

Найменування групи	k_F^g	k_L^g	k_{EM}^g
ПЛ-35 кВ	0.006	0.021	0.04419
ПЛ-110 кВ	0.207	0.265	0.1892
КЛ-35 кВ	0.362	0.142	0.63342
КЛ-110 кВ	0.064	0.071	0.13258
ПС-35 кВ	0.315	0.066	0.00031
ПС-110 кВ	0.046	0.435	0.00031

В табл. 7 представлені результати коефіцієнтів розподілу витрат ТОіР по окремим об'єктам.

Таблиця 7

Визначення коефіцієнтів розподілу витрат ТОіР по об'єктам

№ п/п	Найменування об'єкта	k_F^O	k_L^O	k_{EM}^O
1	ЛЕП ПС14-ПС27	0.0009	0.003	0.00734
2	ЛЕП ПС22-ПС27	0.0007	0.009	0.00735
3	ЛЕП-1 ПС37-ПС34	0.0009	0.003	0.00757
4	ЛЕП-2 ПС37-ПС34	0.0016	0.003	0.00635
5	ЛЕП ПС25-ПС32	0.0021	0.002	0.00331
...
105	ЛЕП ПС14-ПС27	0.0009	0.004	0.00437

Виділені кошти B_{Σ} для розподілу на ТОіР в енергокомпанії становлять 95000000 у. о. Вважаємо, що вага коефіцієнтів розподілу однакова та складає

$r_1=r_2=r_3=0,333$. Тоді розподіл виділених коштів B_Σ в у.о. між групами та об'єктами має наступний вигляд

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} B_1^{\text{OTL35kV}} \\ B_2^{\text{OTL110kV}} \\ B_3^{\text{EC35kV}} \\ B_4^{\text{EC110kV}} \\ B_5^{\text{ES35kV}} \\ B_6^{\text{ES110kV}} \end{bmatrix} = B_\Sigma \times \left(r_1 \times \begin{bmatrix} k_F^{\text{OTL35kV}} \\ k_F^{\text{OTL110kV}} \\ k_F^{\text{EC35kV}} \\ k_F^{\text{EC110kV}} \\ k_F^{\text{ES35kV}} \\ k_F^{\text{ES110kV}} \end{bmatrix} + \right. \\
 & \quad \left. + r_2 \times \begin{bmatrix} k_L^{\text{OTL35kV}} \\ k_L^{\text{OTL110kV}} \\ k_L^{\text{EC35kV}} \\ k_L^{\text{EC110kV}} \\ k_L^{\text{ES35kV}} \\ k_L^{\text{ES110kV}} \end{bmatrix} + r_3 \times \begin{bmatrix} k_{EM}^{\text{OTL35kV}} \\ k_{EM}^{\text{OTL110kV}} \\ k_{EM}^{\text{EC35kV}} \\ k_{EM}^{\text{EC110kV}} \\ k_{EM}^{\text{ES35kV}} \\ k_{EM}^{\text{ES110kV}} \end{bmatrix} \right) = \\
 & = 95000000 \times \left(0.333 \times \begin{bmatrix} 0.006 \\ 0.207 \\ 0.362 \\ 0.064 \\ 0.315 \\ 0.046 \end{bmatrix} + \right. \\
 & \quad \left. + 0.333 \times \begin{bmatrix} 0.021 \\ 0.265 \\ 0.142 \\ 0.071 \\ 0.066 \\ 0.435 \end{bmatrix} + 0.333 \times \begin{bmatrix} 0.0442 \\ 0.1892 \\ 0.6334 \\ 0.1326 \\ 0.0003 \\ 0.0003 \end{bmatrix} \right) = \\
 & = \begin{bmatrix} 2252412 \\ 20917062 \\ 35981649 \\ 8465526 \\ 12062426 \\ 15225926 \end{bmatrix}.
 \end{aligned}$$

В табл. 8 представлені результати визначення розподілу коштів на ТОіР по групам електрообладнання та об'єктам.

Таблиця 8

Результати визначення розподілу коштів на ТОіР по групам електрообладнання

№ п/п	Найменування групи	Обсяг коштів запланованих на ТОіР, у. о.
1	ПЛ-35 кВ	2252412
2	ПЛ-110 кВ	20917062
3	КЛ-35 кВ	35981649
4	КЛ-110 кВ	8465526
5	ПС-35 кВ	12062426
6	ПС-110 кВ	15225926

Проведений аналіз результатів розрахунку розподілу коштів в табл. 8 передбачає найбільший обсяг виділених коштів на проведення ТОіР для групи електрообладнання КЛ-35 кВ та складає 35981649 у. о.

В табл. 9 представлені результати визначення розподілу коштів на ТОіР по об'єктам.

Таблиця 9

Результати визначення розподілу коштів на ТОіР по об'єктам

№ п/п	Найменування об'єкта	Обсяг коштів запланованих на ТОіР, у. о.
1	ЛЕП ПС14-ПС27	266803
2	ЛЕП ПС22-ПС27	494078
3	ЛЕП ПС37-ПС34	424573
4	ЛЕП ПС37-ПС34	290011
...
105	ПС24	820010

Аналізуючи результати табл. 9 можна виділити об'єкт ПС24, що передбачає найбільший обсяг виділених коштів на проведення ТОіР та становить 820010 у. о.

Наступним етапом є визначення розподілу інвестицій на оновлення парку електрообладнання при обмежених інвестиціях. В табл. 10–12 сформовано список найбільш важливого електрообладнання з точки зору забезпечення надійності електропостачання та стійкості роботи ЕЕС на основі результатів розрахунків ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС при виведенні з експлуатації електрообладнання. Сумарний обсяг виділених інвестицій енергокомпанії спрямований на оновлення парку електрообладнання становить 21000000 у. о.

Таблиця 10

Результати визначення вартості заміни електрообладнання енергокомпаній

№ п/п	Найменування електрообладнання	Вартість заміни електрообладнання, у. о.
1	АТ31	7100000
2	АТ34	4500000
3	АТ61	12500000
4	В8	600000
5	В9	750000
6	В62	900000
7	В63	850000
8	В185	700000

Проведений аналіз результатів розрахунку вартості заміни електрообладнання енергокомпаній в табл. 10 показав, що найбільша вартість заміни силового трансформатора АТ61 складає 12500000 у. о.

Таблиця 11

Результати порівняння важливості критеріїв методом попарних порівнянь Сааті

Показники критеріїв	k_f	k_L	k_{EM}	W	W_n
k_f	1	1/5	1/7	0.253	0.043
k_L	5	1	1/5	0.76	0.13
k_{EM}	7	5	1	3.201	0.549
Всього:	13	6.2	1.34	4.214	0.722

Таблиця 12

Результати визначення вектора пріоритетів X по об'єктах

Найменування об'єкта	k_f	k_L	k_{EM}	Найменування змінної вектора X	Значення змінної вектора X , в. о.
АТ31	0.315	0.066	0.00031	X_1	0.048
АТ34	0.046	0.435	0.00031	X_2	0.139
АТ61	0.315	0.066	0.00031	X_3	0.047
В8	0.006	0.021	0.00442	X_4	0.04
В9	0.207	0.265	0.1892	X_5	0.206
В62	0.362	0.142	0.6334	X_6	0.37
В63	0.064	0.071	0.13258	X_7	0.044
В185	0.207	0.265	0.1892	X_8	0.106

На основі отриманих пріоритетів одиниць електрообладнання та вартості його заміни формуємо наступну систему:

$$\begin{cases} 0.048 \cdot n_1 + 0.139 \cdot n_2 + 0.047 \cdot n_3 + 0.04 \cdot n_4 + \\ + 0.206 \cdot n_5 + 0.37 \cdot n_6 + 0.044 \cdot n_7 + 0.106 \cdot n_8 = 0; \\ 7100000 \cdot n_1 + 4500000 \cdot n_2 + 12500000 \cdot n_3 + 600000 \cdot n_4 + \\ + 750000 \cdot n_5 + 900000 \cdot n_6 + 850000 \cdot n_7 + 700000 \cdot n_8 \leq 21000000. \end{cases}$$

Результати рішення системи методом бінарного цілочисленного програмування в табл. 13 показують на заміну якого об'єкта будуть перерахунки інвестиції.

Таблиця 13

Результати визначення пріоритетності відрахування інвестицій по об'єктах

АТ31	АТ34	АТ61	В8	В9	В62	В63	В185
1	1	0	1	1	1	1	1

Аналіз результатів визначення пріоритетності відрахування інвестицій по об'єктах в табл. 13 показав, що за наявності такого обсягу інвестицій силовий трансформатор АТ61 не буде замінено на даному інтервалі часу спостереження.

Проведений порівняльний аналіз розрахунків динамічної стійкості енергосистеми при виведенні з експлуатації розглянутих силових трансформаторів по розробленій моделі [19] підтвердив співпадання з характеристиками аварійних ситуацій, що виникали при реальній експлуатації електричних мереж енергокомпанії.

Результати визначення пріоритетності відрахування інвестицій по об'єктах використано для моделювання режиму ЕЕС шляхом проведення розрахунків динамічної стійкості енергосистеми при виведенні з експлуатації представленого в табл. 13 електрообладнання по розробленій моделі [19]. Загальний ризик порушення динамічної стійкості енергосистеми на поточному інтервалі часу спостереження характеризувався високим рівнем $R(\Delta t)=0.635$. На основі проведених результатів моделювання режиму ЕЕС з урахуванням оцінок технічного стану, імовірності відмови електрообладнання було дано рекомендації провести ТОіР по прогнозованому диспетчерському графіку максимуму навантаження ЕЕС в найближчий літній період року з $R(\Delta t)=0.09$. Отриманий результат підтверджений співпадання з характеристиками аварійних ситуацій, що виникали при реальній експлуатації електричних мереж енергокомпанії.

6. Обговорення результатів комплексного моделювання режиму ЕЕС і розподілу витрат на ТОіР

Запропоновано комплексний підхід щодо оптимального розподілу інвестиційних витрат на ТОіР і заміну електрообладнання, який з одного боку дозволяє виконати умови щодо забезпечення необхідного рівня роботоздатності електрообладнання в умовах обмеженості фінансових ресурсів. З іншого боку, він дає можливість мінімізувати ризики порушення електропостачання

споживачів внаслідок відмови електрообладнання і каскадного розвитку аварій в ЕЕС.

Таке вирішення проблеми дозволяє перш за все на основі розроблених математичних моделей оцінити технічний стан та визначити імовірність відмови електрообладнання на основі використання доступної оперативної кількісної і якісної діагностичної інформації.

Розроблена нечітка математична модель кількісної оцінки ступеню значущості електрообладнання у формуванні інвестиційних витрат ґрунтується на врахуванні найбільш важливих експлуатаційних факторів, зокрема, враховує об'єктивно існуючі невизначеності інформації. Це дає можливість більш об'єктивно визначати пріоритет першочергового виведення експлуатації або заміни об'єкта.

Розглянуто питання моделювання вибору оптимального розподілу лімітованого бюджету по різних групах обладнання за допомогою булевого програмування.

Складність застосування оцінки ризику на підприємствах в даний час полягає у відсутності інформації про реальні збитки при порушенні електропостачання споживачів і постачальників електроенергії. З розвитком економічних і правових аспектів ринку електроенергії цей недолік буде менш відчутним.

Перевагами даної розробки в порівнянні з іншими аналогами полягають у наступному:

- імовірність відмови електрообладнання і повітряних ліній електропередач визначається на основі оцінки ТС з урахуванням прогнозованого виду і характеру дефекту по розробленим математичним моделям адаптованих до реальних умов експлуатації;

- пріоритет виведення з роботи або заміна електрообладнання формується на основі комплексної оцінки значущості об'єкта з урахуванням ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС;

- оптимальний розподіл інвестицій на заміну електрообладнання між підрозділами енергокомпанії на основі агрегованого показника значущості;

- враховуються наслідки відмов електрообладнання як для споживача так і компанії постачалька електроенергії;

- можливість на основі приведених розрахунків формувати превентивні рішення щодо забезпечення експлуатаційної надійності електрообладнання і режимної надійності ЕЕС.

Проведений розподіл інвестицій на оновлення парку електрообладнання при обмежених інвестиціях дає підстави стверджувати, що застосування даного підходу є обґрунтованим при виборі стратегії ТОiP електрообладнання енергокомпанії.

Розроблено моделі нечіткого логічного висновку для оцінки пріоритетності і важливості кожної з груп об'єктів. Практична цінність полягає в тому, що на основі запропонованої моделей можна об'єктивно оцінити технічний стан та встановити, які з наведених елементів є першочерговими для проведення ремонту або заміни.

Для подальшого дослідження необхідно накопичувати інформацію про моделі оцінки технічного стану електрообладнання з більшою кількістю об'єктів різних регіонів енергосистеми. Це потребує спільних зусиль з енергокомпаніями в напрямку мобілізації значних організаційно-технічних заходів. Результати виконання роботи можуть бути впроваджені на електростанціях та енергопостачальних компаніях.

Застосування запропонованої методики на підприємствах дозволить підвищити оперативність, об'єктивність при оцінці реальної ситуації і, як наслідок, збільшить термін служби електрообладнання.

7. Висновки

1. Розроблено математичну модель агрегованої оцінки ступеню значущості груп електрообладнання в частині розподілу витрат на ТОіР, що ґрунтується на використанні теорії нечітких множин, метода парних порівнянь Сааті, який має високий ступінь узгодженості оцінок для різних експертів.

2. Розроблено математичну модель і алгоритм оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування, ремонт і заміну електрообладнання енергокомпанії, особливістю яких є врахування оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах електрообладнання для ранжування парку електрообладнання, що потребує виведення з експлуатації.

Запропонований алгоритм дозволяє в умовах обмежених фінансових ресурсів приймати рішення диспетчерського, оперативно-технологічного та ремонтного характеру, що забезпечують достатню надійність електропостачання споживачів та економічну ефективність роботи енергокомпанії.

3. Проведено комплексне моделювання ТС електрообладнання і режимів ЕЕС для прийняття рішень щодо оптимального розподілу витрат на ТОіР електрообладнання енергокомпаній. Проведений аналіз розподілу коштів між об'єктами з реально виділеними коштами на ТОіР підтверджує високу збіжність із результатами проведених ремонтів, модернізації електрообладнання енергокомпанії. Виконанні розрахунки оцінки ризику виникнення аварійної ситуації без заміни електрообладнання та з урахуванням заміни дозволили знизити ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС на 10 %. Це підтверджує прийнятну ефективність застосованого підходу при складанні графіків технічного обслуговування електрообладнання енергокомпаній.

Література

1. A study of Electrical Security Risk Assessment System based on Electricity Regulation / Dahai You A., QingQian Chen B., Xianggen Yin C., Bo Wang D. // Energy Policy. 2011. Vol. 39, Issue 4. P. 2062–2074. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.050>
2. Wallnerstrom C. J., Hilber P. Vulnerability Analysis of Power Distribution Systems for Cost-Effective Resource Allocation // IEEE Transactions on Power Systems. 2012. Vol. 27, Issue 1. P. 224–232. doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2011.2165226>

3. Benefits of reliability centred asset management / Hilber P., Babu S., Wallnerstom J., Westerlund P., Rosenlind J. // 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). 2013. doi: <https://doi.org/10.1049/cp.2013.0668>
4. Ciapessoni E., Cirio D., Gagleoti E. A probabilistic approach for operational risk assessment of power systems // CIGRE. 2008. P. C4–114.
5. Review on Risk Assessment of Power System / Shiwen Y., Hui H., Chengzhi W., Hao G., Hao F. // Procedia Computer Science. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. doi: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>
6. Louit D., Pascual R., Banjevic D. Optimal interval for major maintenance actions in electricity distribution networks // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2009. Vol. 31, Issue 7-8. P. 396–401. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.021>
7. Moradkhani A., Haghifam M. R., Abedi S. M. Risk-based maintenance scheduling in the presence of reward penalty scheme // Electric Power Systems Research. 2015. Vol. 121. P. 126–133. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.006>
8. Multiple failure modes analysis and weighted risk priority number evaluation in FMEA / Xiao N., Huang H.-Z., Li Y., He L., Jin T. // Engineering Failure Analysis. 2011. Vol. 18, Issue 4. P. 1162–1170. doi: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2011.02.004>
9. Yssaad B., Khiat M., Chaker A. Reliability centered maintenance optimization for power distribution systems // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2014. Vol. 55. P. 108–115. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.025>
10. Transmission expansion planning: A discussion on reliability and “N–1” security criteria / Leite da Silva A. M., Rezende L. S., Manso L. A. F., Anders G. J. // 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. 2010. doi: <https://doi.org/10.1109/pmaps.2010.5528652>
11. Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk oriented asset management // 16th Power Systems Computation Conference. Glasgow, 2008.
12. Goerdin S. A. V., Smit J. J., Mehairjan R. P. Y. Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks // 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. 2015. doi: <https://doi.org/10.1109/ptc.2015.7232494>
13. Wang B., Li Y., Watada J. A New MOPSO to Solve a Multi-Objective Portfolio Selection Model with Fuzzy Value-at-Risk // Lecture Notes in Computer Science. 2011. P. 217–226. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-642-23854-3_23
14. Bardyk Ye. I. Modelling and assessment of chances of failure of power systems electrical equipment taking into account the after repair resource restoration level // Visnyk of National Mining University. 2014. Issue 3. P. 82–90.
15. Saaty T. L. Decision making with the analytic hierarchy process // International Journal of Services Sciences. 2008. Vol. 1, Issue 1. P. 83–98. doi: <https://doi.org/10.1504/ijssci.2008.017590>

16. Kosterev N. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. Preventive risk-management of power system for its reliability increasing // WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS. 2015. Vol. 10. P. 251–258.

17. Bardyk E. I. Models of reliability assessing of electricity supply of auxiliary NPP from external sources with fuzzy defined parameters of failures of equipments // Proceedings of the Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine. 2014. P. 34–38.

18. Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2017. Vol. 6, Issue 8 (90). P. 4–10. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.118632>

19. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2018. Vol. 3, Issue 3. P. 6–15. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.133570>